

устройства эффективны при очень высоких концентрациях механических примесей, они позволяют значительно увеличить суммарные темпы отбора нефти, среднесуточный дебита и время межремонтного периода, но имеют несколько значимых недостатков, а именно, требуют большой массы закачиваемого гравия, и они применимы только для вертикальных скважин. Из этого следует, что каждый вид фильтрационного оборудования необходимо подбирать к каждой скважине отдельно, в виду ее специфических особенностей.

Литература

1. Каплан А.Л., Нагиев А.Т., Ануфриев С.Н., Жеребцов В.В. Повышение надёжности эксплуатации электроцентробежных насосов в осложненных условиях / Нефтяное хозяйство, 2006. – №12. – с. 76–78.
2. Каталог продукции ГК «Новомет» URL: <http://www.novomet.ru> Крылов А.П. Научные основы разработки нефтяных месторождений / А.П. Крылов, М.М. Глоговский, М.Ф. Мирчинк, Н.М. Николаевский, И.А. Чарный. – М., Ижевск: ИКИ, 2004. – 416 с.
3. Топольников А.С., Литвиненко К.В., Рамазанов Р.Р. Комплексный подход к проектированию системы механизированной добычи нефти в условиях выноса мехпримесей / Инженерная практика, 2010. – №2. – С. 84–89.
4. Нигматулин, Р.И. Динамика многофазных сред. В 2 ч. Ч.1. Динамика многофазных сред / Роберт Нигматулин. – М.: Наука, 1987. – 464 с.
5. Финкельштейн З. Л. Применение и очистка рабочих жидкостей для горных машин. М.: Недра, 1986. – 232 с.
6. Якимов С., Афанасьев А.В., Шмонин П. Применение десендеров для защиты ЭЦН на пластах Покурской свиты // Новатор, 1999. – Вып. 27. – С. 27–31.

КАЧЕСТВО ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОСТЬ ОТОБРАННЫХ ПРОБ ФЛЮИДОВ (НА ПРИМЕРЕ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ)

В.В. Инякин, И.А. Усачев

Научный руководитель профессор С.Ф. Мулявин

Непубличное акционерное общество «Сибирский научно-аналитический центр»,

г. Тюмень, Россия

В процессе разработки газоконденсатных месторождений происходят изменения параметров и свойств извлекаемой продукции. Это обусловлено фазовыми превращениями в газоконденсатной системе при снижении пластового давления ниже давления начала конденсации, что приводит к выпадению жидкой фазы высококипящих углеводородов в пласте при разработке нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) на режиме естественного истощения [2].

В связи с этим на всех этапах разработки и эксплуатации НГКМ необходимо проведение «качественных» и отвечающих требованиям «Инструкции по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин и пластов. Р Газпром 086-2010» [4] газоконденсатных исследований по изучению параметров пластовой смеси и фазовых переходов, которые в дальнейшем закладываются в основу проектирования разработки и подсчета запасов газа и газового конденсата.

Газоконденсатные исследования являются одной из главных составных частей комплексных исследований газовых и газоконденсатных скважин, включающих в себя сложный технико-технологический процесс, проходящий в системе «пласт – призабойная зона пласта – скважина – сепаратор». На каждом из этих этапов необходимо обеспечить условия, оказывающие минимальное влияние на достоверность итоговых результатов [3]. Анализ поведения углеводородной смеси занимает наибольшую часть времени для описания характера ее изменения, поэтому требуется высокое качество отобранной пробы.

В данной работе производится анализ качества газоконденсатных исследований и оценка представительности отбираемых проб флюидов на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении

(ачимовские залежи). Ачимовские продуктивные пласты являются специфическими объектами для изучения, представленные характеризирующимиися значительной неоднородностью (как по разрезу, так и по площади), низкой продуктивностью породы коллектора, глубиной залегания – 3600-4000 м, пластовой температурой – 100-115 °С, аномально высоким пластовым давлением (АВПД) 57–62 МПа (рисунок).

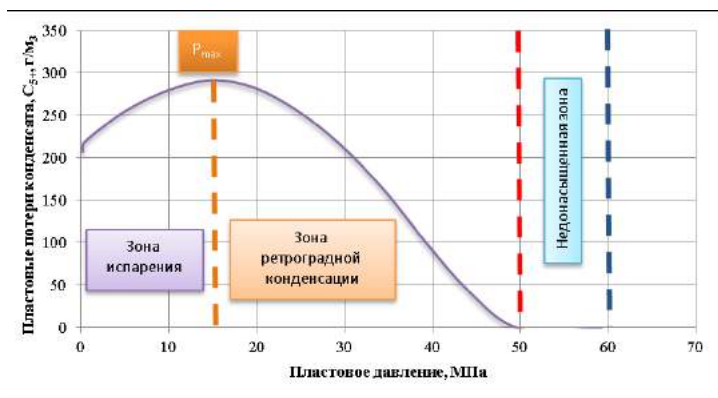


Рис. 1. Прогноз пластовых потерь конденсата на установке фазовых равновесий по скважине 774 (пласт Ач3-4) Уренгойского НГКМ

Степень недонасыщенности ачимовских газоконденсатных систем варьирует в диапазоне – 1,2–1,3 ($P_{пл} / P_{нач}$). Коэффициент степени недонасыщенности выявляется из соотношения пластового давления к давлению начала конденсации. Давление начала конденсации варьирует в широком диапазоне от 35 до 53 МПа. Давление максимальной конденсации изменяется в промежутке от 10 до 20 МПа.

Исследования на газоконденсатность проводятся после завершения исследований на установившихся и неустановившихся режимах фильтрации. Пробы газа и конденсата отбираются в основном на одном режиме, в редких случаях на двух и более режимах. Схема проведения комплексного исследования представлена в таблице.

Таблица

Пример схемы комплексного проведения газодинамических и газоконденсатных исследований

№ п/п	Режим исследования (диаметра штуцера/ диаметр шайбы)	Дебит, тыс. м ³	Отбор проб
Газодинамические исследования			
1	Режим №1 (4/10)	100	-
2	Режим №2 (5/11)	125	-
3	Режим №3 (6/13)	150	-
4	Режим №4 (8/16)	175	-
5	Режим №5 (10/19)	200	-
КВД			
Газоконденсатные исследования			
6	Режим №6 (8/16)*	175	+

* – в режиме исследования был произведен отбор газа и конденсата.

Немаловажную роль играет подбор метода исследования скважины на газоконденсатность. Так основным методом исследования газоконденсатной характеристики (ГКХ) являются исследования на промышленном сепараторе. Ниже представлены промысловые методы исследования, с которыми более подробно можно ознакомиться в работе [1].

Промысловые методы исследования на газоконденсатность классифицируются на:

- Метод отбора части потока:
 - ☐ Отбор проб на устье;
 - ☐ Отбор глубинных проб.
- Полнопоточные методы:
 - ☐ Исследования с помощью многофазного расходомера;
 - ☐ Исследования на сепараторе.

На результат исследования также оказывает существенное влияние конструкция скважины и проводимые мероприятия по интенсификации притока (ГРП), вследствие существования пространственно-временной неравновесной структуры течения газоконденсатной смеси, между системой трещин и плотной поровой матрицей [5].

В работе для оценки качества ГКИ и представительности проб флюидов анализируются следующие показатели:

- ☐ Время отработки скважины на режиме;
- ☐ Депрессия, создаваемая на пласт;
- ☐ Величина критической скорости газожидкостного потока или минимально допустимый дебит (МДД);
- ☐ Условия сепарации (давление и температура);
- ☐ Разница конденсато-газового фактора от потенциального содержания конденсата в пластовом газе;
- ☐ Тест Хоффмана-Краппа-Хокотта, тест Вилсона, по методу материального баланса, сравнение коэффициентов фазовых равновесий;
- ☐ Осложнения при исследовании, вызванные наличием воды, отложением парафина и образованием кристаллогидратов.

В заключение авторами предлагаются наиболее оптимальные условия для исследования скважин на газоконденсатность с целью более точного определения состояния пластовой системы, что в дальнейшем снижает влияние различных факторов на изменение потенциального содержания конденсата в пластовом газе. Данный комплексный подход к изучению ГКХ позволит наилучшим образом подойти к формированию обоснованного текущего и прогнозного потенциального содержания конденсата.

Литература

1. Заночуев С.А. Промысловые факторы, влияющие на достоверность определения характеристик пластового газа.// НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ВЕСТНИК ОАО «НК«РОСНЕФТЬ». – 2013. - №4. – С. 46-53.
2. Инякин В.В., Мулявин С.Ф. Анализ газоконденсатных исследований ачимовских отложений Уренгойского месторождения.// Сборник научных трудов X Международного научно-технического конгресса Студенческого

- отделения общества инженеров-нефтяников – Society of Petroleum Engineers (SPE). Западно-Сибирский нефтегазовый конгресс. Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. – 2016. – С. 102-103.
- Инякин В.В., Усачев И.А., Леонтьев С.А. Особенности газоконденсатных исследований пласта Ач52-3 Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения // Горные ведомости. – 2016. – №3-4 (142-143). – С. 174-179.
 - Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. – М.: Газпром ЭКСПО, 2011. Ч. 1. – 234 с.
 - Соколов В.А. Учет неравновесности движения смеси в трещинно-поровых коллекторах при контроле газоконденсатной характеристики пласта / В.А. Соколов, А.Г. Банникова // Вести газовой науки. – 2012. – №2(10). – С. 57-63.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРОВ ВОДЫ НА ПРОГНОЗНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА

Е.И. Инякина

Научный руководитель профессор С.И. Грачев
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

В процессе разработки нефтегазоконденсатных залежей происходят изменения параметров и свойств добываемой продукции. Связано это с фазовыми превращениями в продуктивном пласте при снижении пластового давления ниже давления начала конденсации, что приводит к выпадению высококипящих углеводородных компонентов. Не учет дополнительных факторов, таких, как наличие паров воды в системе, при прогнозировании конечного коэффициента извлечения конденсата (КИК) [4], приводит к его существенному превышению над фактическим [3].

В данной работе представлены результаты исследования (рисунок 1), которые были проведены на установке фазовых равновесий Chandler Engineering 3000G [5,6] методом дифференциальной конденсации. Обычно с целью определения прогнозного КИК, экспериментальные PVT-исследования проводят без учета воды на стадии геолого-разведочных работ (ГРП). В то время как ее наличие ведет к увеличению потерь ценных углеводородов.

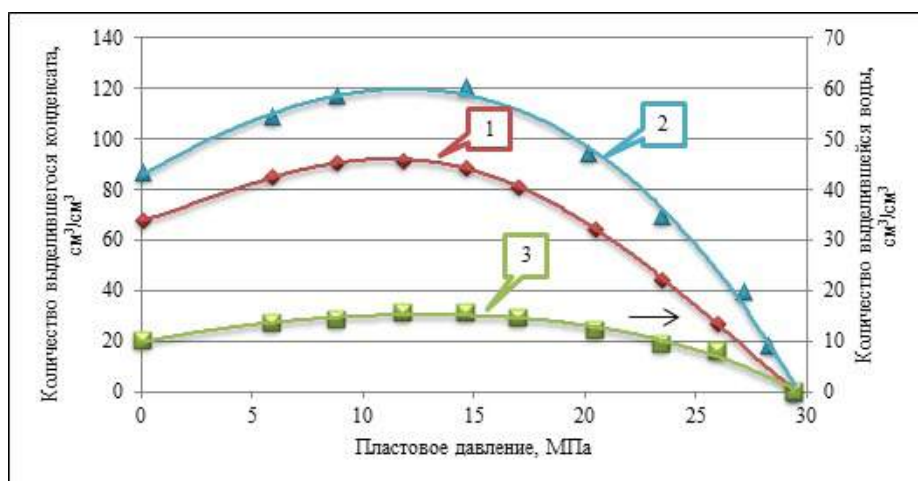


Рис. 1. Кривые дифференциальной конденсации пластовой системы

Методика проведения эксперимента базируется на «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин» (под ред. Г.А. Зотова, З.С. Алиева) [2], «Руководству по исследованию скважин» (под ред. А.И. Гриценко, З.С. Алиева, О.М. Ермилова, В.В. Ремизова, Г.А. Зотова) [1] и «Инструкции по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин» [7].

Опыты проводились на рекомбинированных пробах газа сепарации, насыщенного конденсата и воды, отобранных из валанжинских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), при пластовой температуре 80 °С давлении 29,5 МПа, при содержании воды в системе 36,3 см³/м³ и конденсато-газовом факторе равном 390 см³/м³.

При отсутствии воды в смеси (кривая 1) пластовые потери конденсата при давлении максимальной конденсации равном 11,8 МПа составили 91,3 см³/м³, а итоговые при давлении 0,1 МПа равны 67,6 см³/м³.

Характер кривой 2 указывает на усиление процесса ретроградной конденсации высококипящих углеводородов в присутствии воды, т.е. на большие пластовые потери конденсата. Произошло повышение давления максимальной конденсации на 2,9 МПа, и оно составило 14,7 МПа. Потери при давлении максимальной конденсации составили 120,7 см³/м³, а на момент завершения эксперимента – 86,8 см³/м³.

При исследовании фазовых процессов системы «пластовый газ – вода» по характеру кривой дифференциальной конденсации паров воды (кривая 3) следует, что она будет проявлять себя с самого начала разработки, что повлияет на процесс добычи углеводородов.